

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шварцев С.Л., Кусковский В.С., Савичев О.Г., Копылова Ю.Г., Лукин А.А., Домрочева Е.В. Эколого-геохимическое состояние подземных вод бассейна Катунь, используемых для хозяйственно-питьевых целей // Тенденции и перспективы развития гидрогеологии и инженерной геологии в условиях рыночной экономики России. VI Толстухинские чтения: Тез. докл. научно-методич. конф. / Санкт-Петербургский государственный институт (технический университет). – СПб., 1999. – 137 с.
2. Экогеохимия Западной Сибири. Тяжелые металлы и радионуклиды / РАН, Сиб. отд. Объед. Ин-т геологии, геофизики и минералогии; Науч. ред. чл.-кор. РАН Г.В. Поляков. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. – 248 с.
3. Катунь: экогеохимия ртуты / Под ред. Н.А. Рослякова, В.С. Кусковского, Г.В. Нестеренко, С.Л. Шварцева и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1992. – 180 с.
4. Кусковский В.С. Влияние зарегулированного водоема на качество воды крупных водозаборов // Фундаментальные проблемы изучения и использования воды и водных ресурсов: Матер. Междунар. научн. конф. – Иркутск: Изд-во ИГ СО РАН, 2005. – С. 365–367.
5. Шварцев С.Л., Воронников Б.А., Кусковский В.С. и др. Гидрогеохимические условия бассейна р. Катунь в зоне влияния проектируемого водохранилища // Катунский проект: проблемы экспертизы: Матер. к общ.-научн. конф. 13–14 апреля 1990 г. – Новосибирск, 1990. – Т. 1. – С. 62–63.
6. Вернадский В.И. История природных вод / Отв. ред. С.Л. Шварцев, Ф.Т. Яншина. – М.: Наука, 2003. – 750 с.
7. Варшал Г.М., Кашеева И.Я., Сироткина И.С. и др. Изучение органических веществ поверхностных вод и их взаимодействия с ионами металлов // Геохимия. – 1979. – № 4. – С. 598–607.
8. Зверев В.П. Роль подземных вод в миграции химических элементов. – М.: Недра, 1982. – 184 с.
9. Букаты М.Б. Геоинформационные системы и математическое моделирование. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002. – 75 с.
10. Шварцев С.Л. Гидрогеохимия зоны гипергенеза. – 2-е изд., исправл. и доп. – М.: Недра, 1998. – 366 с.

УДК 550:361:553.982

АНАЛИЗ ВЗАИМОСВЯЗИ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА И ПЛОТНОСТИ НЕФТЕЙ С ГЕОТЕРМИЧЕСКИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ НЕФТЕНОСНЫХ ТЕРРИТОРИЙ

Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск

E-mail: sric@ipc.tsc.ru

Проведен анализ взаимосвязи химического состава и плотности нефтей с уровнем теплового потока Земли на нефтеносных территориях с использованием карты геотермического и нефтегазоносного районирования территории и глобальной базы данных о физико-химических характеристиках нефтей. Показано, что как в глобальном масштабе, так и на территории России плотность и содержание серы, смол и асфальтенов в нефтях уменьшается с увеличением уровня теплового потока, а содержание парафинов увеличивается. Установлено, что на нефтеносных территориях России с высоким уровнем теплового потока располагаются в основном кайнозойские и мезозойские нефти, а в областях с низким уровнем – палеозойские и протерозойские, что, вероятно, обусловлено тектоническими процессами. Наибольшее число уникальных и крупных месторождений нефти и газа располагаются на территориях с высоким уровнем теплового потока.

Введение

В практике нефтяной геологии районирование территорий по уровню теплового потока (УТП) и изучение связи теплового режима планеты с изменением физико-химических свойств нефтей являются важными проблемами, привлекающими внимание специалистов. Изучением тепловых потоков занимались многие ученые, в частности, В.Т. Балобаев, Н.Л. Добрецов, А.Д. Дучков, А.Г. Кирдяшкин, А.Р. Курчиков, С.В. Лысак, Я.Б. Смирнов, А.А. Смыслов и др. [1–11]. В [12] выявлена взаимосвязь вязкости нефтей с УТП. Представляет интерес изучение взаимосвязи химического состава и плотности нефтей с геотермическими характеристиками нефтеносных территорий, что и явилось целью настоящей работы.

Анализ проведен как в глобальном масштабе, так и на нефтегазоносных территориях России с применением геостатистического подхода [13, 14] и средств геоинформационных систем. В исследо-

ваниях использованы картографические материалы геотермического и нефтегазоносного районирования и информация, накопленная в глобальной базе данных по химии нефти [14–17], созданной в Томском институте химии нефти СО РАН и имеющей более 15600 записей по свойствам нефтей из всех основных нефтегазоносных бассейнов мира.

Анализ пространственного и временного распределения нефтей в зависимости от уровня теплового потока на нефтегазоносных территориях мира

Пространственное распределение тепловых потоков имеет сложный характер и определяется совокупным действием тектонических, физико-географических и других факторов [18]. Проведенный анализ в [7, 8, 11] распределения теплового поля Земли позволил определить статистические характеристики уровня теплового потока для континентов и океанов. В табл. 1 представлено распределение теплового потока на различных континентах,

из которой видно, что континентом с наиболее высоким среднестатистическим значением УТП является Австралия, а Африка характеризуется самым низким его значением [11].

Таблица 1. Общая характеристика УТП на разных континентах

Континент	Площадь, млн км ²	УТП, мВт/м ²	Интервал изменений УТП, мВт/м ²
Австралия	7,7	75,5±11,6	38...180
Америка	42,5	66,4±3,8	19...126
Азия	43,4	51,2±3,0	4...147
Европа	10,5	50,5±2,0	13...176
Африка	30,0	45,8±8,0	8...101

Прежде чем исследовать свойства нефтей в зависимости от геотермического режима земной коры проведем анализ взаимосвязи нефтегазоносности территорий с УТП путем сопоставления карты геотермического районирования с картой нефтегазоносности мира. Для упрощения анализа введем три группы областей с различным УТП: области с высоким, средним и низким уровнем.

На рис. 1 представлена карта-схема размещения областей низкого, среднего и высокого уровня теплового потока на основе материалов [11]. Путем сопоставления карто-схем геотермического и нефтегазоносного районирования (рис. 1) определены совокупности месторождений, которые попали в области с различным по уровню тепловым потоком. Дальнейший анализ взаимосвязи нефтегазоносности территорий с тепловым потоком проводился для сформированных таким образом групп месторождений. Результаты исследования распределения месторождений по трем группам областей с различным УТП представлены в табл. 2.

Таблица 2. Распределение месторождений углеводородов в зависимости от УТП

Уровень теплового потока	Площадь зон, млн км ²	Количество месторождений (% от общего кол-ва месторождений)
Высокий	41,13	3624 (56,9)
Средний	18,42	2733 (42,9)
Низкий	5,25	11 (0,2)

Как видно из табл. 2, в областях с высоким по уровню тепловым потоком, занимающих общую площадь более 40 млн км², расположено большинство месторождений (около 57 % от общего числа месторождений). Около 43 % месторождений (от их общего числа) размещены в областях со средним уровнем. И только ничтожно малая часть месторождений (0,2 %) попадает в области с низким УТП.

В табл. 3 представлена общая информация о распределении числа месторождений углеводородов [19] по соответствующим областям с разным геотермическими характеристиками. Как видно из табл. 3, доли уникальных и крупных месторождений по объемам запасов нефти в областях с высоким и средним УТП достаточно высоки и составляют в сумме более 50 % от общего количества нефтяных месторождений, а доли мелких и очень мелких по запасам нефти месторождений в обеих областях малы и равны 13 и 9 % соответственно.

По объемам запасов газа количество уникальных и крупных месторождений меньше и составляет 28,5 % для области с высоким уровнем теплового потока и 34,5 % для области со средним УТП, а доли мелких и очень мелких месторождений по сравнению с нефтяными месторождениями более высокие – около 38 % в областях с высоким уровнем и 26 % в областях со средним уровнем.

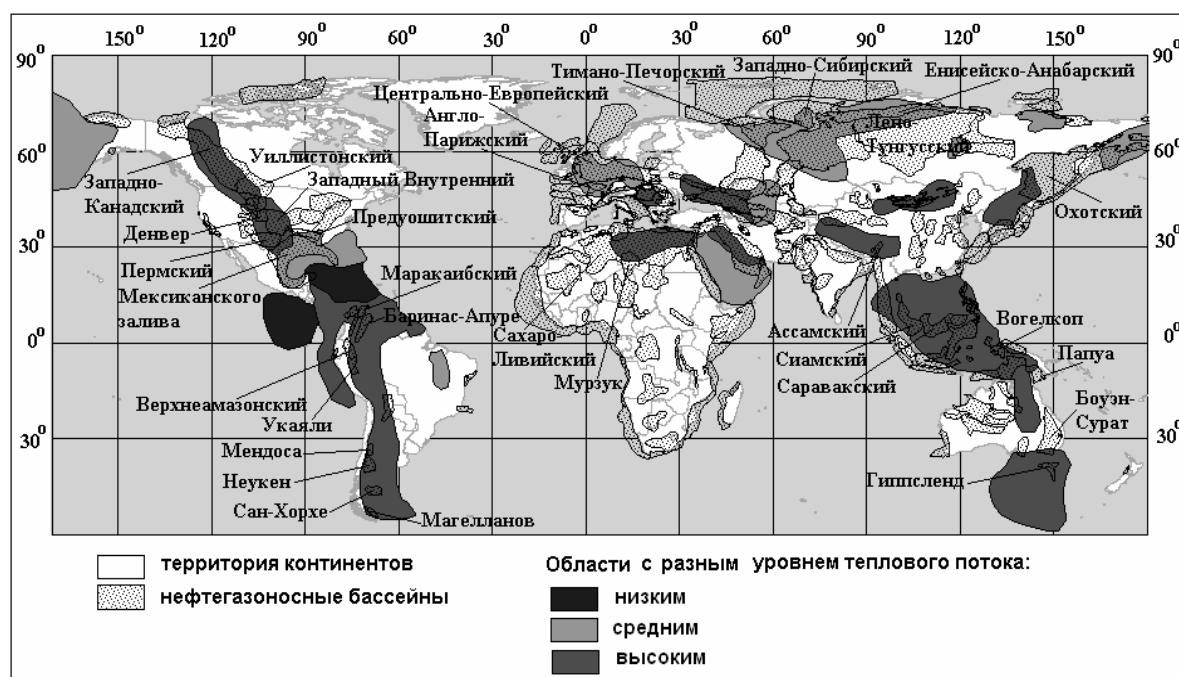


Рис. 1. Совмещение схемы районирования нефтегазоносных территорий мира по уровню теплового потока со схемой пространственного размещения основных нефтегазоносных бассейнов

Таблица 3. Распределение месторождений по запасам углеводородов в зависимости от УТП

Классификация месторождений по объемам запасов углеводородов	Доля от общего числа месторождений, %	
	Нефтяных	Газовых
В областях с высоким УТП		
Уникальные (более 300 млн т нефти, более 500 млрд. м ³ газа)	13,6	1,3
Крупные (от 30 до 300 млн т нефти, от 30 до 500 млрд. м ³ газа)	38,9	27,2
Средние (от 3 до 30 млн т нефти, от 3 до 30 млрд. м ³ газа)	34,2	33,8
Мелкие (от 1 до 3 млн т нефти, от 1 до 3 млрд. м ³ газа)	2,7	13,9
Очень мелкие (менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд. м ³ газа)	10,5	23,8
В областях со средним УТП		
Уникальные (более 300 млн т нефти, более 500 млрд. м ³ газа)	10,6	6,3
Крупные (от 30 до 300 млн т нефти, от 30 до 500 млрд. м ³ газа)	43,5	28,2
Средние (от 3 до 30 млн т нефти, от 3 до 30 млрд. м ³ газа)	36,5	39,4
Мелкие (от 1 до 3 млн т нефти, от 1 до 3 млрд. м ³ газа)	2,4	14,1
Очень мелкие (менее 1 млн т нефти, менее 1 млрд. м ³ газа)	7,0	12,0

В табл. 4 представлена общая информация о распределении нефтей по геологическому возрасту и по их принадлежности к областям с разным УТП (высоким, средним и низким). Так, в областях вы-

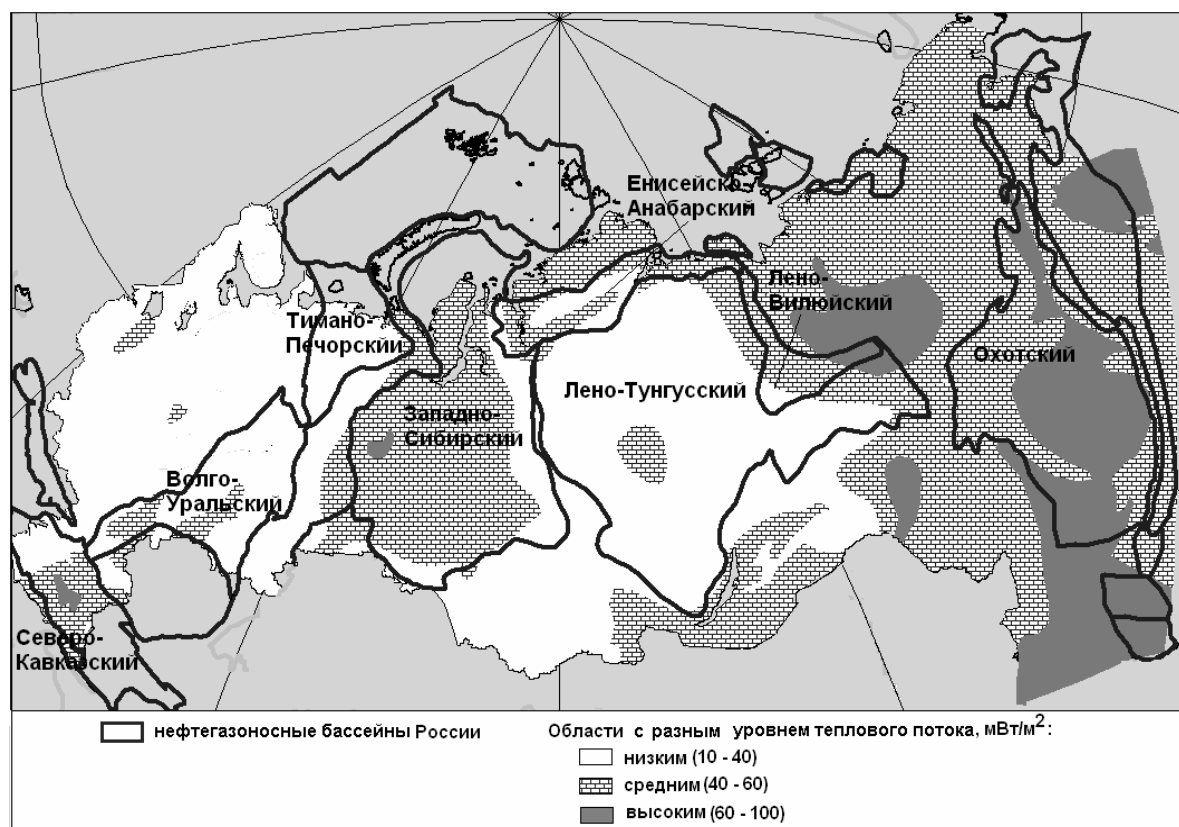
сокого уровня теплового потока большинство нефтей (около 42 %) залегает в кайнозойских отложениях, а мезозойские и палеозойские нефти представлены в приблизительно равных долях (29 и 23 % соответственно), протерозойских нефтей ничтожно мало (0,2 %). На нефтегазоносных территориях с тепловым потоком среднего уровня мезозойские нефти составляют уже около 72 %, а доли кайнозойских и палеозойских нефтей уменьшились до 4,3 и 13,7 % соответственно, протерозойских нефтей меньше 0,1 %. В областях с низким тепловым потоком залегают только мезозойские нефти.

Таблица 4. Распределение нефтей по геологическому возрасту и УТП

Уровень теплового потока	Объем выборки	Распределение нефтей по возрасту (% от объема выборки)			
		Протерозой	Палеозой	Мезозой	Кайнозой
Высокий	3111	5 (0,2)	714 (23)	892 (28,7)	1320 (42,4)
Средний	4301	2 (0,05)	590 (13,7)	3112 (72,4)	185 (4,3)
Низкий	30	–	–	30 (100)	–

Анализ пространственного и временного распределения нефтей России в зависимости от уровня теплового потока

На рис. 2 приведена карта-схема геотермического районирования территорий России, на которую «наложены» границы нефтегазоносных бассейнов. Для удобства представления и интерпрета-

**Рис. 2.** Районирование нефтегазоносных территорий России по областям с разным уровнем теплового потока

ции результатов анализа будем рассматривать, как и в предыдущем разделе, три области с уровнями теплового потока:

- низкого — от 10 до 40 мВт/м²,
- среднего — от 40 до 60 мВт/м²,
- высокого — от 60 до 100 мВт/м².

Сопоставление пространственного распределения областей теплового потока с различным уровнем на территории России (рис. 2) показывает, что общая площадь области со средним УТП является наибольшей, а области с высоким УТП имеют наименьшую общую площадь. Результаты анализа на основе сопоставления картографических схем геотермического районирования и нефтегазоносности представлены в табл. 5.

Таблица 5. Распределение числа месторождений России по областям различного УТП

Уровень теплового потока	Площадь зон, млн км ²	Количество месторождений (% от общего количества месторождений)	Концентрация месторождений на 1 млн км ²
Высокий	2,71	149 (5,7)	55,06
Средний	9,0	1341 (51,6)	149
Низкий	8,11	1109 (42,7)	136,74

Как видно из табл. 5, на территории России в областях теплового потока с высоким и средним уровнем, занимающих общую площадь более 2,7 и 9 млн км² соответственно, расположено большинство месторождений (57 %) от общего числа месторождений, попавших в рассматриваемые зоны. Остальные 43 % месторождений от их общего числа размещены в областях с низким УТП. Концентрация месторождений является наибольшей во второй области.

В табл. 6 представлена общая информация о распределении нефтей России по геологическому возрасту в соответствующих областях с разным геотермическими характеристиками. Так, в области высокого уровня теплового потока большинство нефтей (97 %) залегает в кайнозойских и мезозойских отложениях, палеозойских нефтей меньше всего — 2,9 %, а протерозойские вообще отсутствуют. На нефтегазоносных территориях с тепловым потоком среднего уровня доля кайнозойских и мезозойских нефтей уменьшается и составляет в совокупности около 75 %, а доля палеозойских и протерозойских по сравнению с их количеством в области высокого УТП увеличилась почти в 3 раза и составляет в сумме около 22 %.

В области с низким тепловым потоком характер распределения нефтей по возрасту изменился на противоположный по сравнению с распределением нефтей в области теплового потока с высоким уровнем, а именно: количество палеозойских и протерозойских нефтей наибольшее и в сумме их доли составляют около 77 %, а суммарная доля кайнозойских и мезозойских равна всего 11,7 %. Следовательно, как на нефтегазоносных территориях

мира по данным табл. 4, так и на территории России по данным табл. 6 прослеживается тенденция изменения возраста нефтей в зависимости от УТП, а именно: уменьшение теплового потока по уровню сопровождается увеличением возраста нефтей. Это может быть объяснено общими геологическими процессами в земной коре — чем больше идущий снизу тепловой поток, тем значительнее рост температуры в осадках, тем больше выделяется углеводородов из нефтематеринских пород. В областях палеозойского нефтенакпления в осадочных чехлах древних платформ, которые являются тектонически стабильными структурами континентов, тепловой поток стабилизировался до минимальных значений, а области мезо-кайнозойского нефтенакпления (молодые структуры, подвижные пояса) отличаются повышенным уровнем теплового потока и, согласно [11], являются структурами, потенциально мобилизующими и аккумулирующими углеводороды из осадков.

Таблица 6. Распределение нефтей России по возрасту в зависимости от уровня теплового потока

Уровень теплового потока	Объем выборки	Распределение нефтей по возрасту (% от объема выборки)			
		Протерозой	Палеозой	Мезозой	Кайнозой
Высокий	140	—	4 (2,9)	98 (70)	38 (27,1)
Средний	4518	6 (0,1)	973 (21,5)	2635 (58,3)	335 (7,4)
Низкий	3072	381 (12,4)	1986 (64,7)	94 (3,1)	264 (8,6)

Взаимосвязь физико-химических характеристик нефтей и уровня теплового потока

Проведем анализ физико-химических свойств нефтей мира в зависимости от уровня теплового потока. В табл. 7 приведена общая характеристика физико-химических свойств нефтей. Как видно из табл. 7, нефти в областях теплового потока с высоким уровнем в среднем являются согласно классификации нефтей по физико-химическим свойствам [14, 17], среднесернистыми (0,5...1 %), среднепарафинистыми (5...10 %), среднесмолистыми (8...13 %) и малоасфальтенистыми (<3 %) и имеющими среднюю плотность (0,84...0,88 г/см³). В областях со средним УТП нефти являются также среднесернистыми, среднепарафинистыми, среднесмолистыми и малоасфальтенистыми и имеющими среднюю плотность. А вот в областях низкого уровня наблюдается явное изменение свойств нефтей в среднем: они стали тяжелыми (>0,88 г/см³), сернистыми (1...3 %), высокосмолистыми (>13 %) и высокоасфальтенистыми (>10 %). Следовательно, с увеличением уровня теплового потока нефти становятся более легкими, уменьшается содержание в них серы, смол и асфальтенов.

Проведем анализ физико-химических свойств нефтей России в зависимости от уровня теплового потока. В табл. 8 дана общая характеристика физико-химических свойств нефтей с учетом их принадлежности к областям с разным тепловым уровнем

нем. Как видно из табл. 8, нефти из областей с высоким УТП в среднем являются малосернистыми (<0,5 %), высокопарафинистыми (>10 %), малосмолистыми (<8 %) и малоасфальтенистыми (<3 %) со средней плотностью (0,84...0,88 г/см³).

Таблица 7. Физико-химические свойства нефтей мира в зависимости от УТП

Показатель	Статистические характеристики	Уровень теплового потока		
		высокий	средний	низкий
Содержание серы	Среднее значение, мас. %	0,57	0,61	2,58
	Доверительный интервал	0,06	0,03	0,97
	Объем выборки	1630	2196	14
Содержание парафинов	Среднее значение, мас. %	7,96	5,24	–
	Доверительный интервал	0,52	0,25	–
	Объем выборки	1323	2124	–
Содержание смол	Среднее значение, мас. %	8,11	6,87	15,21
	Доверительный интервал	0,44	0,22	3,18
	Объем выборки	881	2000	14
Содержание асфальтенов	Среднее значение, мас. %	1,44	1,54	10,17
	Доверительный интервал	0,16	0,10	4,74
	Объем выборки	931	1954	13
Плотность нефти	Среднее значение, г/см ³	0,85	0,84	0,90
	Доверительный интервал	0,002	0,002	0,04
	Объем выборки	2329	2871	19

В областях со средним уровнем теплового потока свойства нефтей изменились в сторону увеличения содержания серы, смол и асфальтенов, плотности и уменьшения содержания парафинов почти в 3 раза. Эти нефти являются среднесернистыми (0,5...1 %), среднепарафинистыми (5...10 %), малосмолистыми и малоасфальтенистыми и имеют среднюю плотность.

В областях теплового потока с низким уровнем наблюдаются еще более выраженные изменения свойств нефтей – нефти стали среднесмолистыми (8...13 %), с увеличенным содержанием серы и асфальтенов (почти в 2 раза) и малопарафинистыми (<5 %) и имеют среднюю плотность. Следовательно, по данным табл. 8 можно сделать вывод о том, что свойства нефтей на территории России с уменьшением УТП значительно изменяются – содержание серы увеличивается в 5 раз, смол и асфальтенов – в 2 раза, при этом увеличивается плотность нефтей, но в то же время уменьшается содержание парафинов почти в 3 раза.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балобаев В.Т. Геотермия мерзлой зоны литосферы севера Азии. – Новосибирск: Наука, 1991. – 194 с.
2. Девяткин В.И. Тепловой поток криолитозоны Сибири. – Новосибирск: Наука, 1993. – 165 с.
3. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г., Кирдяшкин А.А. Глубинная геодинамика. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. – 409 с.
4. Дучков А.Д., Соколов Л.С., Балобаев В.Т. и др. Тепловой поток и геотемпературное поле Сибири // Геология и геофизика. – 1997. – № 11. – С. 1716–1729.
5. Дучков А.Д., Лысак С.В., Балобаев В.Т. и др. Тепловое поле недр Сибири. – Новосибирск: Наука, 1987. – 190 с.

Таблица 8. Физико-химические свойства нефтей России в зависимости от УТП

Показатель	Статистические характеристики	Уровень теплового потока		
		высокий	средний	низкий
Содержание серы	Среднее значение, мас. %	0,34	0,76	1,59
	Доверительный интервал	0,06	0,03	0,05
	Объем выборки	118	2560	2160
Содержание парафинов	Среднее значение, мас. %	12,68	4,40	4,03
	Доверительный интервал	1,94	0,16	0,14
	Объем выборки	111	2499	1999
Содержание смол	Среднее значение, мас. %	5,15	6,57	11,76
	Доверительный интервал	0,80	0,22	0,37
	Объем выборки	111	2220	1847
Содержание асфальтенов	Среднее значение, мас. %	1,14	1,36	2,83
	Доверительный интервал	0,28	0,06	0,14
	Объем выборки	115	2199	1906
Плотность нефти	Среднее значение, г/см ³	0,839	0,840	0,86
	Доверительный интервал	0,007	0,002	0,002
	Объем выборки	139	2971	2466

Заключение

С использованием статистического подхода к анализу данных проведены исследования изменения химического состава и физических свойств нефтей в зависимости от геотермического районирования. Проведен анализ взаимосвязи химического состава и плотности нефтей с уровнем теплового потока на нефтеносных территориях с использованием картосхем геотермического и нефтегазоносного районирования территории и глобальной базы данных о физико-химических характеристиках нефтей. Показано, что как в глобальном масштабе, так и на территории России, с увеличением уровня теплового потока плотность и содержание серы, смол и асфальтенов в нефтях уменьшается, а содержание парафинов увеличивается. Показано, что на нефтеносных территориях России с высоким уровнем теплового потока располагаются в основном кайнозойские и мезозойские нефти, в областях со средним уровнем – мезозойские и палеозойские, а в областях с низким уровнем – палеозойские и протерозойские. Наибольшее число уникальных и крупных месторождений нефти и газа располагаются на территориях с высоким уровнем теплового потока, а мелкие месторождения связаны с территориями с низким уровнем.

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ «Обь» (проект № 05-05-98009).

6. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
7. Макаренко Ф.А., Сергиенко С.И. Глубинный тепловой поток в локальных нефтегазоносных структурах континентов // Известия АН СССР. Серия геологическая. – 1974. – № 1. – С. 70–76.
8. Подгорных Л.В., Хуторской М.Д. Карта планетарного теплового потока масштаба 1:30 000 000 (объяснительная записка). – СПб: Изд-во ВНИИ Океангеологии, 1997. – 33 с.
9. Смыслов А.А., Суриков С.Н., Вайнблат А.Б. Геотермическая карта России. Масштаб 1:10 000 000 (объяснительная записка). – М.-СПб.: Изд-во Госкомвуз, СПбГИ, Роскомнедра, ВСЕГЕИ, 1996. – 92 с.

10. Потапов И.И. Геотектоника. — Ростов-на-Дону: Изд-во Ростов. ун-та, 1964. — 256 с.
11. Смыслов А.А., Моисеенко У.И., Чадович Т.З. Тепловой режим и радиоактивность Земли. — Л.: Недра, 1979. — 191 с.
12. Ященко И.Г. Анализ пространственных, временных и геотермических изменений высоковязких нефтей России // Известия Томского политехнического университета. — 2006. — Т. 309 — № 1. — С. 32–39.
13. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геостатистический анализ распределения нефтей по их физико-химическим свойствам // Геоинформатика. — 2004. — № 2. — С. 18–28.
14. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. — 109 с.
15. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. База данных по химии нефти и перспективы ее применения в геохимических исследованиях // Геология нефти и газа. — 2000. — № 2. — С. 49–51.
16. Ан В.В., Козин Е.С., Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Геоинформационная система для исследования закономерностей пространственного распределения ресурсов нефти и газа // Проблемы окружающей среды и природных ресурсов. — 2000. — № 11. — С. 15–24.
17. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Тяжелые нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств // Нефтегазовое дело. — 2005. — № 3. — С. 21–30.
18. Словарь по геологии нефти и газа. — Л.: Недра, 1988. — 679 с.
19. Федоров С. МПР приняло новую классификацию // Нефть и капитал. — 2005. — № 12. — С. 16–17.

УДК 004.942

МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

Р.Л. Барашкин, И.В. Самарин

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, г. Москва

E-mail: ivs@ints.ru

Приведено детальное компьютерное моделирование режимов работы скважины при периодическом и непрерывном способах газлифтной эксплуатации, позволяющее решать задачи выбора технических решений на этапе проектирования разработки месторождения, а также задачи численного анализа режимов работы промыслового газожидкостного подъёмника при его эксплуатации.

Введение

При газлифтном способе эксплуатации промысловый газожидкостный подъёмник оборудован для закачки в скважину газа. Таким путём уменьшается плотность газожидкостной смеси, и давление на забое нефтяного пласта становится достаточным для подъёма продукции скважины на поверхность.

Большое разнообразие геологических и технологических условий эксплуатации залежей порождает многообразие модификаций технических решений обустройства газлифтных промысловых газожидкостных подъёмников. Правильный выбор конкретного варианта — залог экономии средств на обустройство и эксплуатацию скважины. Разрабатываемая авторами статьи вычислительная система представляет собой инструментарий для принятия обоснованного оптимального решения по этому вопросу.

При эксплуатации газлифтного комплекса возникают задачи оперативного управления. Предлагаемая вычислительная система позволяет вырабатывать оптимизированные решения оператора путём включения в контур оперативного управления программы детального моделирования процесса в реальном времени.

Объект моделирования

Газлифтный комплекс состоит из газлифтных районов (ГР), связанных между собой газопроводами

низкого и высокого давления. ГР представляет собой техническое сооружение (рис. 1), где реализован замкнутый технологический процесс добычи, транспорта и сбора продукта из пласта. ГР состоит из газлифтных скважин, манифольдов, замерных установок, дожимной насосной станции, где осуществляется первая ступень сепарации газа, компрессорной станции, газопроводов низкого и высокого давления, системы нефтегазосбора и транспорта продукции.

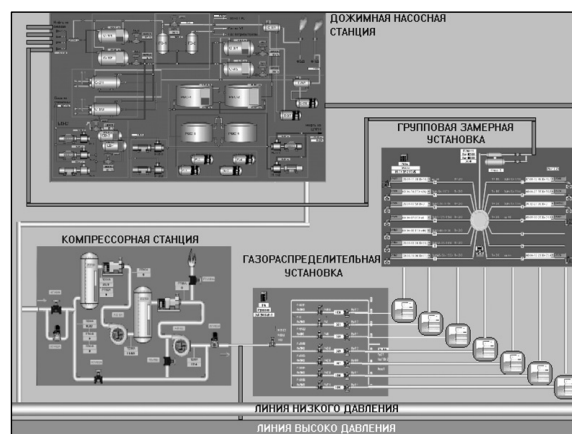


Рис. 1. Структура газлифтного района

Газлифтные скважины являются главными объектами газлифтного комплекса и предназначены для добычи нефти из вскрытых ими продуктив-